

Caractérisation géochimique des roches mères potentielles de pétrole d'âge crétacé supérieur et paléogène du bloc Agadem, bassin de Termit, Niger

Laouali IBRAHIM SARKI* et Moussa HAROUNA

*Université Abdou Moumouni de Niamey, Faculté des Sciences et Techniques, Département de Géologie,
Laboratoire des Eaux Souterraines et Géoressources, BP 10662, Niamey, Niger*

(Reçu le 15 Janvier 2021 ; Accepté le 21 Juin 2021)

* Correspondance, courriel : ibrahimsarki32@gmail.com

Résumé

La présente étude portant sur la caractérisation des roches mères potentielles de pétrole d'âge crétacé supérieur et paléogène de bassin de Termit, a pour objectif d'évaluer le potentiel pétrolier de ces roches mères. La méthodologie mise en œuvre est basée sur les procédures classiques d'analyse géochimiques par pyrolyse Rock-Eval (Rock-Eval 6). Au total 23 échantillons ont été prélevés des prospectifs d'Agadi-Goumeri et Sokor, dont 10 du crétacé supérieur et 13 du paléogène. Les résultats obtenus lors de l'analyse des échantillons issus des roches mères du crétacé supérieur montrent que ; les valeurs de COT (Carbone Total Organique) varient de 1.01(% pondéral) à 2.09 (% pondéral), celles de IH(Index d'Hydrogène) varient de 26 mg/g à 217 mg HC/g de COT et la valeur de S2 peut atteindre 9,59 mg HC/g de roche : ceci indique que les roches mères du Crétacé supérieur contiennent de la matière organique riche en kérogène de type II et III qui correspondent respectivement aux environnements de dépôts marins et continentaux. Les échantillons analysés issus des roches mères du Paléogène montrent que ; les valeurs de COT varient de 2.00 % pondéral à 7.6 % pondéral, IH varie de 90mgHC/g de COT à 706mgHC/g de COT et la valeur de S2 peut atteindre 64,7 mg HC/g de roche ; ceci indique que les roches mères de Paléogène contiennent de la matière organique riche en kérogènes de type I et II qui correspondent respectivement aux environnements de dépôts lacustres et marins.

Mots-clés : *Pyrolyse Rock-Eval, roches mères, potentiel pétrolier, block Agadem, bassin de Termit.*

Abstract

Geochemical characterization of petroleum potential sources of upper cretaceous and paleogene age of Agadem block, Termit basin, Niger

The present study on the characterization of potential petroleum source rocks of Upper Cretaceous and Paleogene age from Termit basin, aims to evaluate the petroleum potential of these source rocks. The methodology implemented is based on the classical procedures of geochemical analysis by Rock-Eval pyrolysis (Rock-Eval 6). A total of 23 samples were collected from the Agadi-Goumeri and Sokor prospects, including 10 from the Upper Cretaceous and 13 from the Paleogene. The results obtained from the analysis of the Upper Cretaceous source rocks show that; the TOC (Total Organic Carbon) value varies from 1.01 wt % to 2.09 wt %, that of IH (hydrogen index) varies from 26 mg/g to 217 mg HC/g of TOC and the value of S2 can

reach 9,59 mg HC/g of rock: This indicates that the source rocks of the Upper Cretaceous contain organic matter rich in Kerogen type II and III which corresponds to the environments of marine and continental deposits. The analyzed samples from the Paleogene source rocks show that; TOC value varies from 2.00 wt% to 7.6wt%, IH varies from 90 mgHC/g TOC to 706mgHC/g TOC and S₂ value can reach 64.7 mg HC/g rock; this indicates that the Paleogene source rocks contain Kerogen-rich organic matter of type I and II which corresponds to lacustrine and marine depositional environments.

Keywords : *Rock-Eval pyrolysis, source rocks, oil potential, Agadem block, Termit basin.*

1. Introduction

Le bassin Termit est un sous-bassin appartenant au bassin du Niger-Oriental. Il est l'un des plus grands fossés appartenant au rift du Crétacé-Tertiaire en Afrique de l'Ouest et du Centre Rift System (WCARS) [1 - 3]. C'est l'un des premiers bassins riches en hydrocarbures [4]. Les hydrocarbures découverts actuellement proviennent des roches mères marines et continentales du Crétacé supérieur (épaisseur variant de 500 à 2000 m) et des mères marines et lacustres du Paléogène. Malgré la mise en exploitation de certains gisements et des découvertes récentes, le bassin de Termit, l'un des plus grands fossés de Crétacé au Tertiaire demeure encore sous exploré [5 - 7]. La présente étude faisant suite à des travaux précédents de géochimie organique est basée sur l'analyse Rock-Eval des roches mères du Crétacé supérieur (Yogou et Donga) et du Paléogène (Sokor1) des prospects d'Agadi-Goumeri et Sokor. L'objectif de ce travail est d'évaluer le potentiel pétrolier des roches mères du bassin de Termit, à partir de la méthode de pyrolyse Rock-Eval (en utilisant le pyrolyseur Rock-Eval6) développée par [8].

2. Matériel et méthodes

2-1. Contexte géologique régional

Le bassin de Termit est une structure tectonique intra-plaque allongé de direction NW-SE et appartient au sous-système de Rifts de l'Afrique de l'Ouest (WAS) lui-même appartenant au système de Rifts de l'Afrique de l'Ouest et du Centre (WCARS) [6, 7]. C'est un bassin de Rift méso-cénozoïque dont le remplissage est d'âge Crétacé inférieur à l'Holocène-Pléistocène (quaternaire). Le bassin de Termit est un bassin intracontinental entre le Niger, le Tchad et le Nigeria, c'est l'un du plus vaste bassin du Niger oriental se trouvant en cheval entre le bassin Borno au Nigeria et le bassin du Doba-bongor au Tchad [6, 14, 15]. Il fut développé pendant l'ouverture de l'océan Atlantique au crétacé (*Figure 1*).

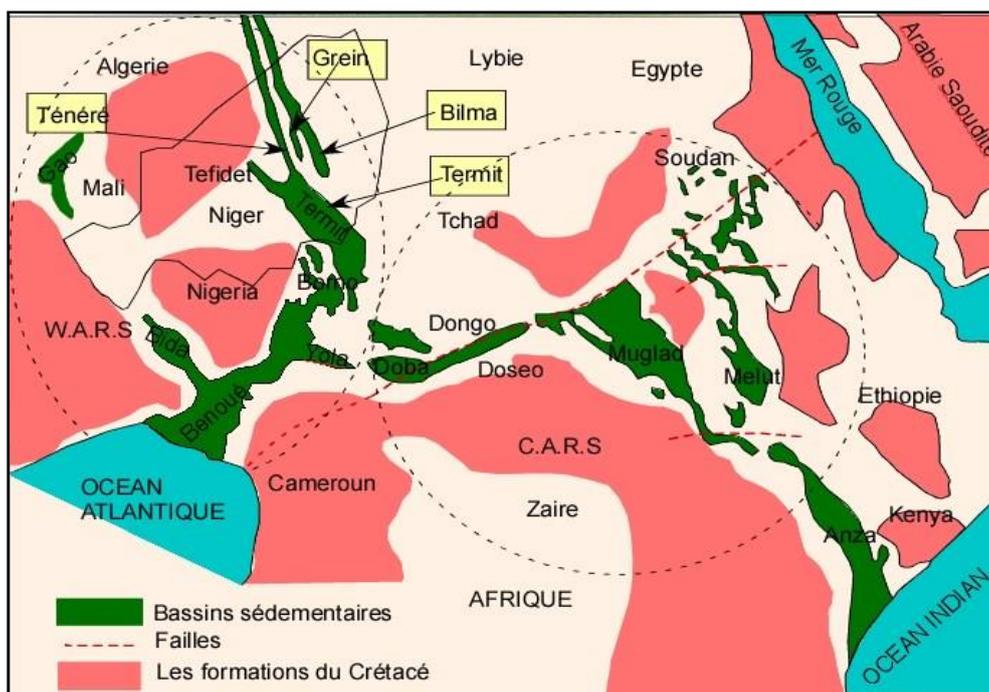


Figure 1 : Carte géologique régionale montrant le bassin de Termit dans le WARS [6, 7]

2-2. Aspect litho-stratigraphique du bassin de Termit

De sa formation à nos jours, le Bassin de Termit a connu deux épisodes de dépôt : un (1) au Crétacé supérieur accompagné d'une transgression marine et l'autre (2) au Paléogène [5, 11, 12]. La série sédimentaire est constituée par de grès et d'argiles marines et continentales dont l'épaisseur maximale de dépôt peut dépasser 12000 m [3, 8]. Selon les diverses données (sismiques, de forage, paléontologique et stratigraphique), la séquence des formations constituant le bassin de Termit est composée de la base au sommet par :

- **Le Socle panafricain** qui est composées de gneiss à biotite, de pegmatite, de quartz, de mica et de phyllite et des siltstones métamorphisés intercalé par de banc calcaire
- **Les formations crétacées**
 - ✓ La formation du crétacé inférieure K1, elle est composée par des dépôts continentaux constitués par de grès siliceux, Kaolinite et partiellement par des formations quartzitiques intercalés par endroits par des bancs argileux de faible épaisseur.
 - ✓ La formation du crétacé supérieur K2, cette formation est composée par la formation de Donga, Yogou et Madama. Elle constitue les dépôts marins et fluviaux.
- **La formation du Paléogène** qui est principalement constituée par une couche d'argile de faible vitesse (Low Velocity Clays) et des couches grès-argileuses interstratifiés à des minces couches d'argile schisteuse.
- **La formation de Néogène** est formée principalement des dépôts fluviaux, constitué de grès-argileux dans sa partie inférieure et des grès massifs intrastratifiés avec quelques minces couches d'argiles schisteuses dans sa partie supérieure.
- **La formation récente du quaternaire** est composée des lits sableux massifs de couleur gris jaunâtre et des argiles gris verdâtre à grisâtre.

L'ensemble de ses formations sédimentaires reposent sur un socle granitique et métamorphique de précambrien et réactivé au cours de l'orogénèse panafricaine (Figure 2).

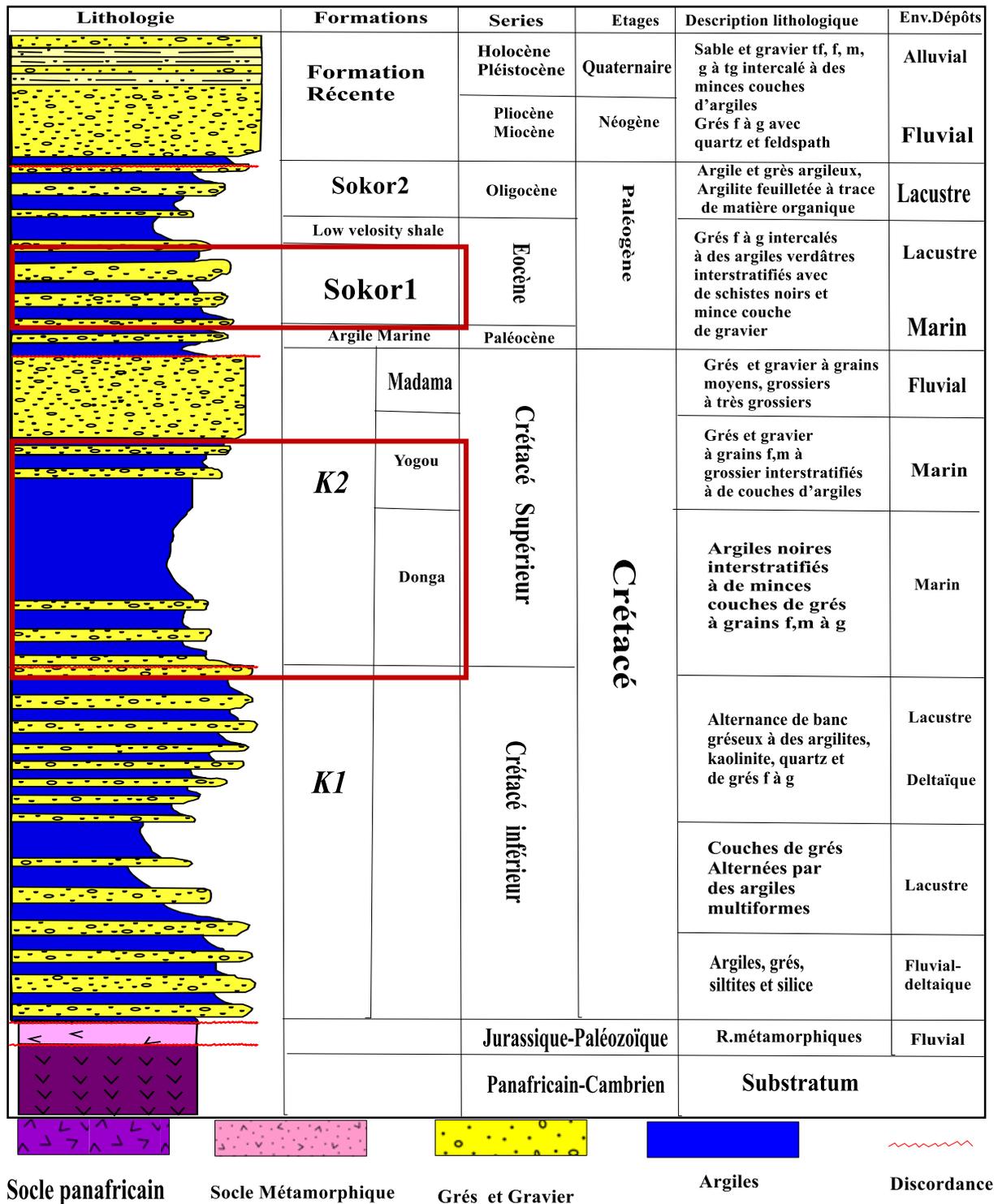


Figure 2 : Colonne litho-stratigraphique du bassin de Termit [7], f : fin ; g : grossier ; tg : très grossier ; R : roche

Le bassin de Termit est situé dans la partie Sud-est de la République du Niger à environ 1400 Km de la capitale (Niamey). La zone d'étude couvre une superficie de 7933 km², et est limitée à l'Ouest par le bloc de Ténéré et à l'Est par le Bloc de Bilma. Il a une extension vers le NW-SE de longueur d'environ 300 km et une largeur de 60 km vers son extrême EW et de 100 km dans son extrême Sud [6] (Figure 3).

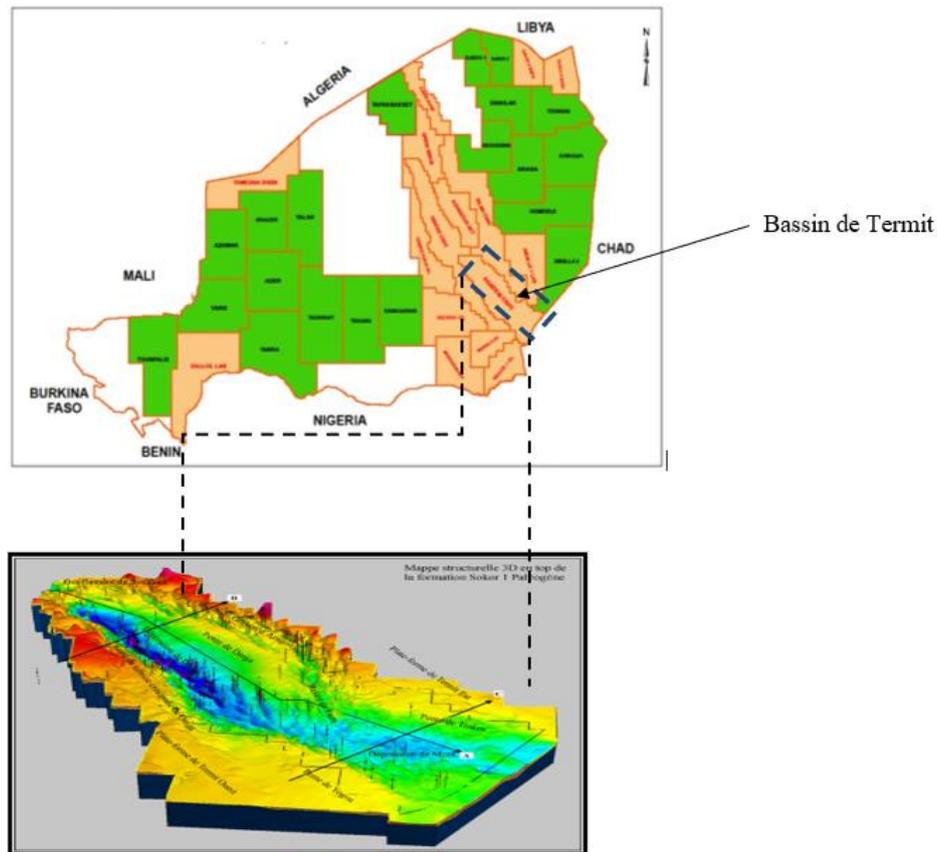


Figure 3 : Carte montrant la situation géographique de bassin de Termit

Dans cette étude, au total 23 échantillons ont été prélevés des prospectifs d'Agadi, Goumeri et Sokor et proviennent des puits suivants :

- 5 échantillons du puits Agadi7
- 5 échantillons du puits Agadi S-1
- 10 échantillons du puits Sokor 1
- 3 échantillons du puits Goumeri 1

Parmi ces échantillons, 10 appartiennent à la mère du crétacé supérieur et correspondent à la formation de Donga et Yogou et 13 appartiennent à la roche mère du paléogène et correspond à la formation de Sokor 1. Tous ces échantillons sont analysés par la pyrolyse au Rock-Eval6 selon la méthode décrite par [8] au laboratoire d'analyse de l'université de Kaduna (Nigeria). Environ 500mg de chaque échantillon de chaque roche mère a été prélevé, traité et analyse par le Rock-Eval6. Un certain nombre de paramètres géochimiques sont détectés automatiquement comme : le COT (% pondéral) qui est le Carbone Total Organique de la roche mère analysée; la S1(mg HC/g roche) qui est la quantité d'hydrocarbures libérée à 300°C sans craquage du kérogène ; la S2 (mg HC/g roche) qui est la quantité d'hydrocarbure libérés par craquage du kérogène et les hydrocarbures lourds sont produits par température programmée variant de 300 à 600°C ; la Tmax (°C) qui est la température maximale de la pyrolyse mesurée au sommet du pic S2, elle est un meilleur indicateur de la maturité de la matière organique et de son évolution, la Tmax varie également d'un type de kérogène à l'autre. Le taux de transformation du kérogène en fonction du Tmax permet de caractériser les trois différents types de kérogène. Les valeurs du Tmax qui permet de déterminer les principales zones de production de pétrole et de gaz (Fenêtre à huile ou à gaz) ; la S3 (mg CO₂/g roche) qui est la quantité de CO₂ organique détectée lorsque la température attend 390°C de pyrolyse. D'autres paramètres géochimiques sont calculés

à partir des premiers paramètres détectés. Il s'agit entre autres de l'IP qui représente l'indice de production des hydrocarbures par transformation du kérogène au cours de l'évolution thermique de la roche mère ; de l'IH qui est l'indice d'hydrogène et permet de définir en fonction de Tmax le type de la matière organique et sa maturité ; l'IO qui représente l'indice d'oxygène et représente le potentiel en oxygène contenu dans le kérogène, le PP correspond au pic de S2 et permet de déterminer les différents niveaux des roches mères et de les comparer selon leurs stades de productivité des hydrocarbures.

2-3. Préparation des échantillons

La préparation des échantillons se présente comme suit :

- Le concassage des échantillons (carotte) de diamètre entre 2 à 3 mm de diamètre avant la pyrolyse et puis le lavage à eau pour les cuttings provenant du forage
- Le tamisage pour sélectionner les grains dont la taille est comprise entre 3 à 4 mm de diamètre
- Triage sous la loupe des polluants solubles et pâteux
- Prélèvement de 500 mg d'échantillon pour le soumettre à la pyrolyse

3. Résultats et discussion

Le *Tableau* ci-dessous indique les valeurs des paramètres géochimiques obtenus lors de l'analyse par pyrolyse Rock-Eval des échantillons de roches mères du Crétacé supérieur et du Paléogène (*Tableau 1*).

Tableau 1 : Les résultats d'analyse par pyrolyse Rock-Eval des échantillons des roches mères du crétacé supérieur et du paléogène montrant les valeurs des paramètres chimiques obtenus et calculés

N°	Puits	Echant	Formations	Prof (m)	COT % pondéral	S1(mgHC/g roche	S2(mgHC/g roche	S3	IH	IO	Tmax °C	PP	PI
1)	Agadi7	E1D1	DONGA	2936	1,01	0,1	0,27	0,14	26	14	454	0,37	0,27
2)	Agadi7	E2D2		3042	1,5	0,21	0,67	1	101	67	463	0,88	0,23
3)	Agadi7	E3D3		3072	1,23	0,42	2,3	0,67	187	55	462	2,72	0,15
4)	Agadi7	E4D4		3110	1,67	0,61	3,34	0,41	200	25	459	3,95	0,15
5)	Agadi7	E5D5		3192	2,09	1,12	4,41	2,1	212	101	481	5,53	0,2
6)	Agadi S-1	E1Y1	YOGOU	2734	1,2	0,9	0,53	0,91	44	76	471	1,52	0,59
7)	Agadi S-1	E2Y2		2740	1,59	0,35	1,39	0,51	87	32	442	1,74	0,2
8)	Agadi S-1	E3Y3		2928	2,1	2,13	3,34	0,25	159	12	468	5,47	0,39
9)	Agadi S-1	E4Y4		2928	2,49	0,69	6,28	3,15	252	126	450	6,97	0,09
10)	Agadi S-1	E5Y5		2992	3,17	0,19	9,59	1,08	271	34	469	9,78	0,01
11)	Sokor1	E1S1	SOKORI	1885	2	1,08	14,12	0,97	706	49	470	15,2	0,07
12)	Sokor1	E2S2		1910	2,19	1,03	10	4,12	457	188	444	11,03	0,09
13)	Sokor1	E3S3		1940	2,21	2,93	5,1	2,3	231	104	481	8,03	0,37
14)	Sokor1	E4S4		1951	2,5	0,05	7,17	0,98	287	40	479	7,22	0,01
15)	Sokor1	E5S5		2015	2,53	0,39	2,3	0,87	90	35	435	2,69	0,15
16)	Sokor1	E6S6		2141	3,31	2,13	11,12	1,84	336	56	456	13,25	0,16
17)	Sokor1	E7S7		2198	4,41	3,5	25,82	1,29	587	31	470	29,32	0,11
18)	Sokor1	E8S8		2209	4,19	0,85	20,41	0,89	487	22	475	21,26	0,04
19)	Sokor1	E9S9		2210	5,21	2,04	10,15	1,77	195	40	440	12,19	0,16
20)	Sokor1	E10S10		2220	7,8	0,87	54,6	2,94	700	38	463	55,49	0,02
21)	Goumeri1	E11S11		1136	25,5	0,56	64,7	0,84	254	4	466	65,26	0,008
22)	Goumeri1	E12S12		1168	5	0,23	31,05	1,08	621	22	457	31,28	0,007
23)	Goumeri1	E13S13		1232	4,5	1,07	28,62	0,86	636	20	475	29,69	0,03

3-1. Évaluation de la qualité et quantité de la matière organique à partir du COT

La quantité et la qualité de la matière organique que contiennent les roches-mères de crétacé supérieur et paléogène sont évaluées à partir de la teneur de Carbone Organique Total (COT) obtenu lors de l'analyse par pyrolyse Rock Eval. La figure 4 montre la relation entre S2 en fonction de COT. Cette relation indique la variation de COT exprimé en pourcentage pondéral (wt% en anglais) produit par la roche mère du Crétacé supérieur et celle du Paléogène permet de déterminer les différents environnements de dépôt et le types de kérogène renfermé. Le COT varie de 1.01 % pondéral à 3.17 % pondéral pour les 10 échantillons des roches mères du crétacé supérieur. Cette faible teneur de COT prouve que les roches mères du Crétacé supérieur sont des roches mères pauvres en matière organique et a un potentiel en hydrocarbure faible. Pour les teneurs de COT variant de 2 % pondéral à 25.5 % pondéral des 13 échantillons des roches mères de Paléogène prouvent que ces roches mères sont très riches en matière organique et un potentiel en hydrocarbure bon à excellent. Dans l'ensemble des échantillons analysés, aucun n'a une teneur de COT inférieur à 1 % pondéral, cela indique les roches mères du Crétacé supérieur et Paléogène sont des roches qui peuvent être pauvres, faibles, bonnes, très bonnes à excellentes roches mères du bassin d'étude. Cette étude est en accord avec les travaux précédents de géochimie organique [5, 12, 18]. Pour distinguer l'origine des hydrocarbures générés par ces roches mères, une projection des échantillons a été faite sur le diagramme de S1 en fonction de COT (*Figure 4*). Selon ce diagramme, les échantillons sont plus concentrés dans la partie allochtone qu'autochtone. Ceci indique que certaines huiles produites par les roches mères du crétacé supérieur et paléogène, proviennent d'une autre roche mère.

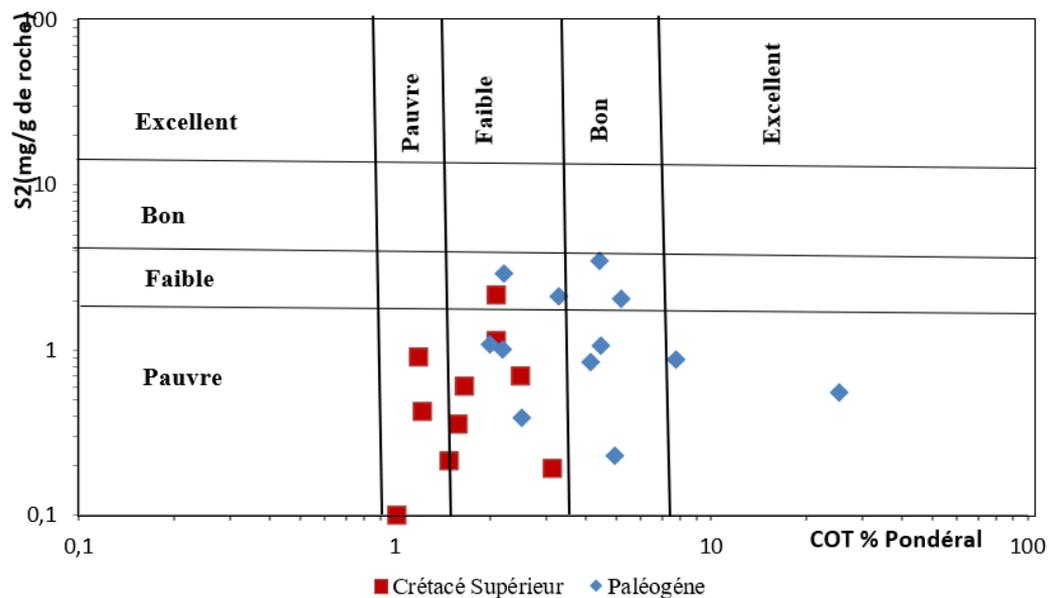


Figure 4 : Diagramme à l'échelle logarithmique de S2 en fonction de COT montrant les roches mères du crétacé supérieur et paléogène

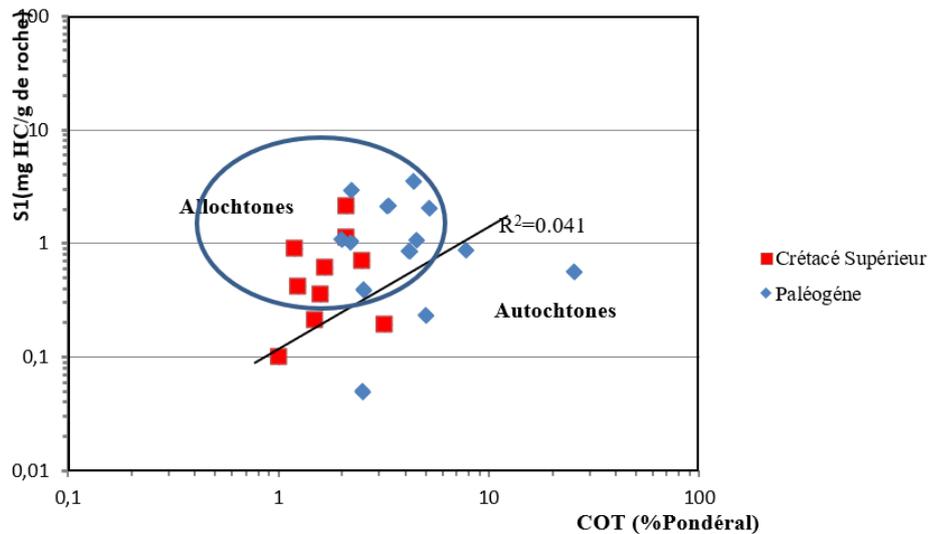


Figure 5 : Diagramme à l'échelle logarithmique de S1 en fonction de COT montrant les hydrocarbures allochtones et autochtones

3-2. Évaluation du potentiel pétrolier des roches mères étudiées

Afin d'évaluer le potentiel pétrolier des roches mères du bassin de Termit, une projection de TOC en fonction de S1+S2 (PP) a été effectuée. Selon l'analyse de ce diagramme les, les valeurs de PP varient de 0,37 à 29,69.

- ✓ Les valeurs de PP comprises entre 0,37 à 10 indiquent un potentiel pétrolier pauvre, faible et bon pour générer les hydrocarbures.
- ✓ Les valeurs de PP supérieures à 10 sont considérées de très bonnes et excellentes roches mères capables de générer les hydrocarbures.

A partir de l'analyse du diagramme de PP en fonction de COT (**Figure 6**), on constate que les roches mères du Crétacé supérieur sont généralement faibles et bonnes par endroit à générer les hydrocarbures, donc elles ont un faible et bon potentiel pétrolier. Les roches mères du Paléogène ont un bon et excellent potentiel pétrolier, donc elles sont des bonnes et excellentes roches mères capables de générer les hydrocarbures excepté un seul échantillon. Le diagramme de IH en fonction de COT (**Figure 7**) confirme que les roches mères du Crétacé supérieur génèrent des huiles très pauvres tandis que les roches mères de Paléogène génèrent des huiles faibles à très enrichies [12].

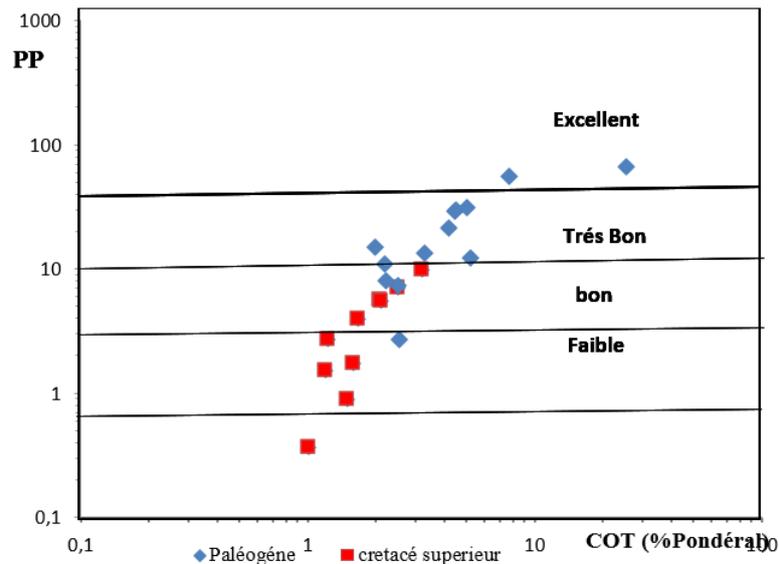


Figure 6 : Diagramme d'évaluer du potentiel pétrolier (PP) en fonction de TOC des roches mères du crétacé supérieur et de paléogène

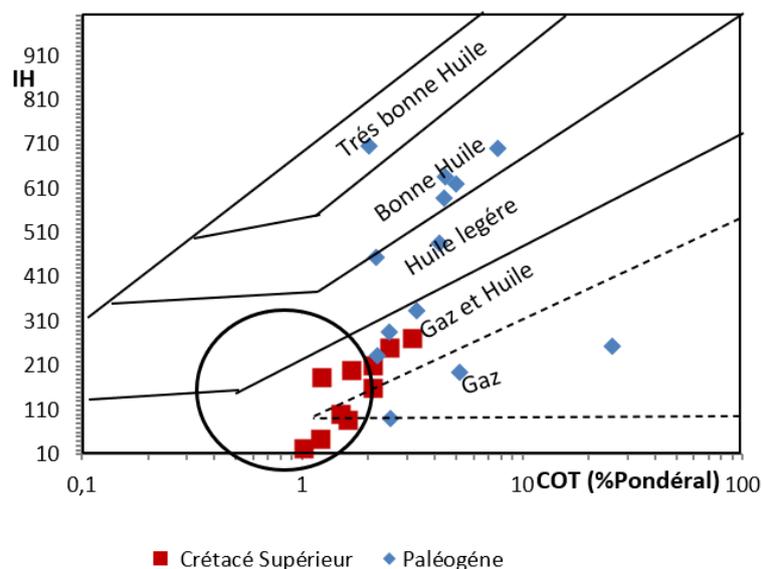


Figure 7 : Diagramme d'IH en fonction de COT montrant l'enrichissement en hydrocarbures des roches mères de crétacé supérieur et du paléogène

3-3. Type de la matière organique

Le type de la matière organique que renferment les roches mères du bassin de Termit a été déterminé grâce la projection des échantillons sur le diagramme de S2 en fonction de COT et le diagramme de HI en fonction d'IO. Selon le diagramme de S2 en fonction de COT (**Figure 8**), on constate que les échantillons des roches mères du crétacé supérieur sont concentrés dans l'intervalle où les valeurs de S2 varient de 0 à 10 mgHC/g de roche. D'après l'analyse de diagramme d'IH en fonction d'IO, on remarque que la matière organique des échantillons des roches mères du Crétacé supérieur est d'origine essentiellement continentale et le kérogène est de type III. Les échantillons de roche mère de Paléogène sont concentrés dans l'intervalle où la valeur de S2 varie de 10 à 30 mg HC/g de roche. D'après le diagramme IH en fonction d'IO (**Figure 9**) on remarque que la matière organique que renferment ces échantillons est d'origine marine et continentale et le kérogène est de type II et III.

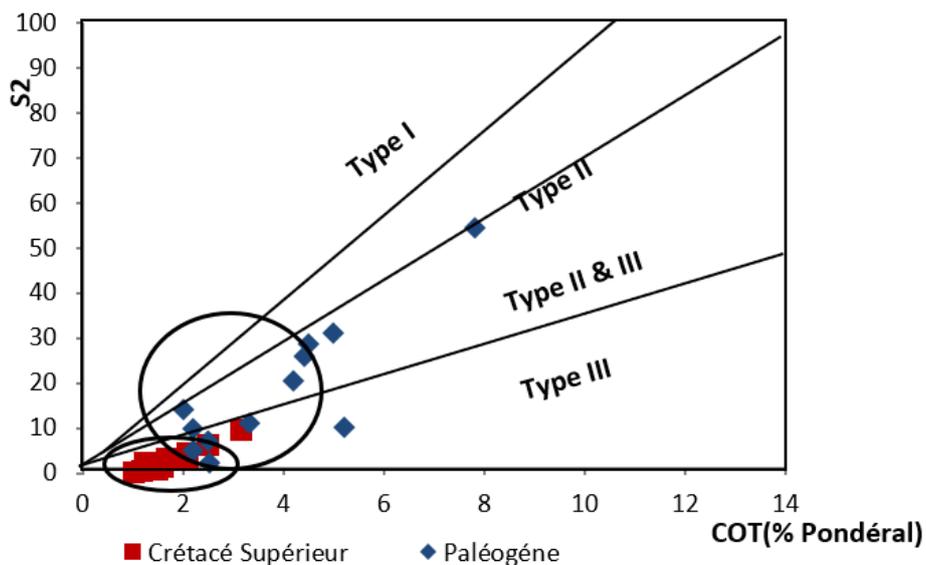


Figure 8 : Diagramme de S2 en fonction de COT

La projection des échantillons sur le diagramme de Van Krevelen (**Figure 9**) confirme les différents types de Kérogènes générés par les roches mères de la zone d'étude.

D'après le diagramme :

- ✓ 5 échantillons contiennent le kérogène de type III qui est génère exclusivement des gaz et correspondent aux échantillons de la roche-mère du crétacé supérieur dont un seul échantillon de paléogène.
- ✓ 12 échantillons contiennent de Kérogène du type I et II, dont 6 échantillons de la roche-mère du crétacé supérieur et 6 de la roche-mère du paléogène. Ces échantillons disposent un potentiel à générer à la fois de l'huile et du gaz.
- ✓ 6 échantillons contiennent le kérogène du type I ; ces échantillons ne génèrent que des huiles.

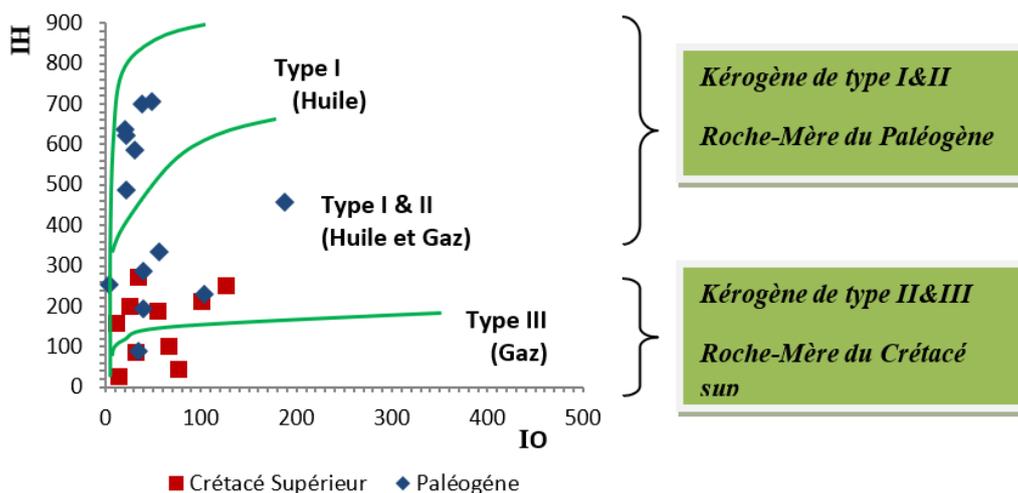


Figure 9 : Diagramme d'IH en fonction d'IO

3-4. Évaluation de la maturité Thermique

La maturité thermique des roches-mères de prospect d'étude a été évaluée à partir du diagramme ci-dessous (**Figure 10**). Ce diagramme montre la variation d'IH en fonction de Tmax.

- Pour les valeurs de $T_{max} < 440\text{ }^{\circ}\text{C}$; un seul échantillon de type III est immature et correspond aux roches mère du paléogène.
- Pour les valeurs de $440 < T_{max} < 470\text{ }^{\circ}\text{C}$, 11 échantillons de type I, II et III sont matures et correspondent aux roches mère du paléogène et crétacé supérieur.
- Pour les valeurs de $T_{max} > 470\text{ }^{\circ}\text{C}$, 10 échantillons de type I, II et III sont post-matures et appartiennent aux roches mères du paléogène et crétacé supérieur

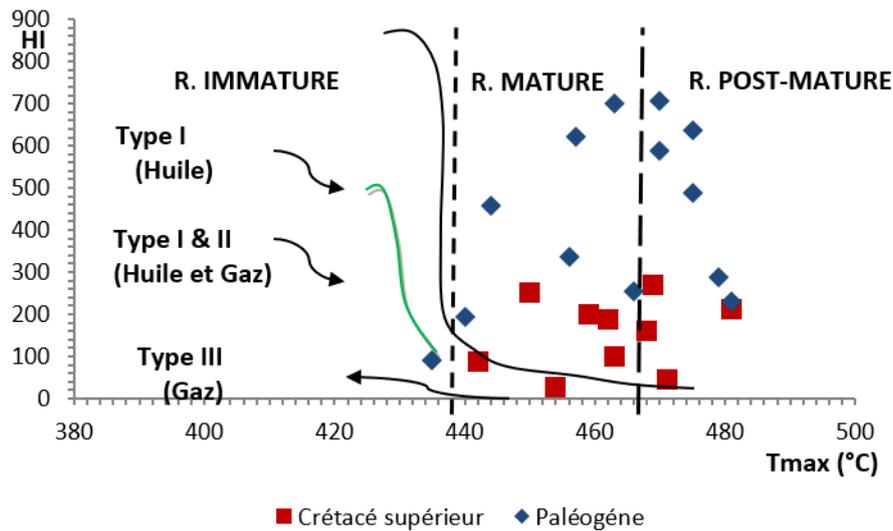


Figure 10 : Diagramme d'IH en fonction de Tmax

3-5. Index de Production PI

Dans le but de déterminer la maturité thermique des roches mères du Crétacé supérieur et du Paléogène, tous les échantillons sont projetés sur le diagramme de PI en fonction de Tmax (*Figure 11*). L'IP est le rapport entre la $S1$ par $S1 + S2$, celui-ci met en relation le volume des matières volatiles libres ($S1$) dans la roche par rapport au total des hydrocarbures produits ($S1$) ou à être produits ($S2$). Les traces d'hydrocarbures ont commencé à être observées dans l'intervalle où la valeur de IP est comprise entre 0 et 0,2 et $T_{max} \leq 440\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dans ce cas de figure un seul échantillon de roche mère du Paléogène a été observé où la transformation de kérogène en hydrocarbures. Dans l'intervalle où la valeur de IP est comprise entre 0,1 à 0,4 et T_{max} compris entre 440 à 470 °C, 13 échantillons des roches mères étudiées produisent exclusivement des huiles d'où cette zone de production d'hydrocarbure est qualifiée de la zone de fenêtre à huile. Dans l'intervalle où la valeur de IP est comprise entre 0,1 à 0,7 et T_{max} compris entre 470 à 485 °C, 8 échantillons de roches mères produisent à la fois de l'huile et du gaz. Au-delà d'une $T_{max} > 485$, le kérogène contenu dans les roches mères est détruit d'où aucune production de gaz sec.

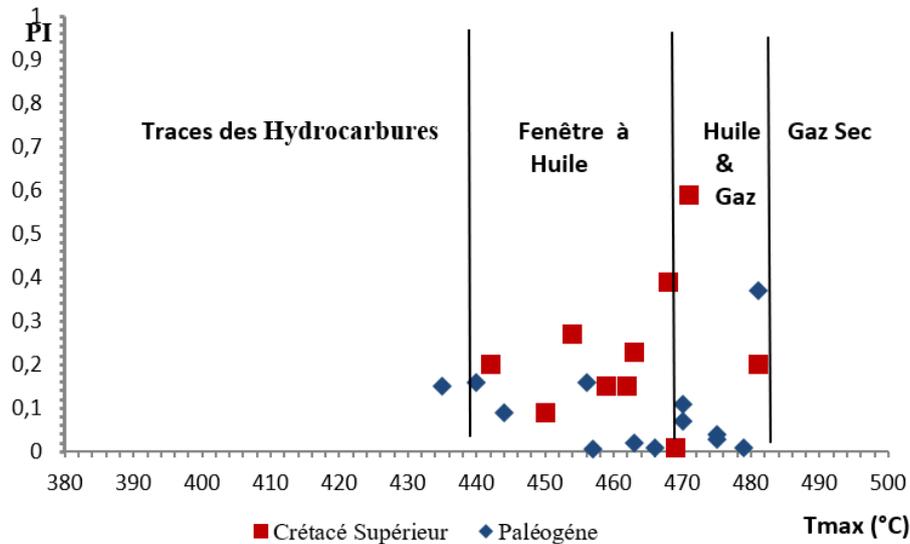


Figure 11 : Diagramme de PI en fonction de Tmax

4. Conclusion

La caractérisation géochimique par pyrolyse Rock-Eval des roches mères du bassin de Termit provenant des prospectus étudiés indiquent que : Les roches mères du Crétacé supérieur (Donga et Yogou) sont essentiellement d'origine continentale et contiennent du kérogène de type III, ces roches sont susceptibles de générer du gaz avec parfois dans d'autres puits des huiles. L'altération par endroit de la matière organique entraîne la diminution de la valeur du COT. Ainsi, les roches mères du Crétacé supérieur sont généralement matures dans l'ensemble de la zone d'étude du bassin, mais qui restent par endroit immatures. Quant aux roches mères du Paléogène (Sokor1) elles sont d'origine marine et continentale et contiennent du kérogène du type II et III, ces roches sont susceptibles de générer à la fois des huiles et gaz. L'étude géochimique par pyrolyse Rock-Eval des roches mères du Crétacé supérieur et Paléogène, a permis d'évaluer le potentiel pétrolier avec la variation de S2 qui peut atteindre jusqu'à 9,59 mgHC/g roche pour les formations crétacées et 64,7 mgHC/g roche pour les formations paléogènes et la nature d'hydrocarbures générés. Les roches mères de Paléogène sont des excellentes roches mères matures et tous ses échantillons sont dans la fenêtre à huiles.

Références

- [1] - GUIRAUD, R. BELLION, Y. BENKHELIL, J. MOREAU C, "Post-Hercynian tectonics in Northern and Western Africa". *Geological journal*, Vol. (22), (1987) 433 - 466
- [2] - G. J. GENIK, "Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad and the Central African Republic (C.A.R.)". *Tectonophysics*, Vol. (213), (1992) 169 - 185
- [3] - G. J. GENIK, "Petroleum geology of Cretaceous-Tertiary rift basins in Niger, Chad and Central African Republic". *The American Association of Petroleum Geologist bulletin*, Vol., (1993) 1405 - 1434
- [4] - B. JONES, D. A. C. MANNING, "Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones". *Chemical Geology*, Vol., (1994) 111 - 129
- [5] - E. LAFARGUE, F. MARQUIS and D. PILOT, "Rock-Eval application in Hydrocarbon Exploration Production and Soil Contamination studies ", *revue de l'institut français du pétrole*, Vol. 53, N° 4 (1998) 421 - 437

- [6] - M. ZANGUINA, A. BRUNETON and R. GONNARD, "An introduction to the petroleum of Niger", *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 21, (1) (1998) 83 - 103
- [7] - B. LIU, PAN, J. WAN, L. MAO, F. LIU, J. LÜ, M. WANG Y., Z. CHEN, H. JIANG, "Polyphase rift evolution of the Termit Basin, eastern Niger: constraints from structural and sedimentary records". *Geoscience*, Vol., (2012) 319 - 325
- [8] - M. HAROUNA, R. P. PHILIP, "Potential petroleum source rocks in the Termit Basin, Niger". *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 35, (2) (2012) 165 - 185
- [9] - LUNKUN WAN, JIGUO LIU, FENGJUN MAO, MINGSHENGLV, BANG LIU, "The petroleum geochemistry of the Termit Basin, Eastern Niger. ". *Marine and Petroleum Geology*, Vol., (2014) 167 - 183
- [10] - B. LIU, L. WAN, F. MAO, J. LIU, M. LÜ, Y. WANG, "Hydrocarbon potential of Upper Cretaceous marine source rocks in the Termit Basin, Niger". *Pet. Geol.*, Vol. 38, (2015) 157 - 175
- [11] - J. D. FAIRHEAD, C. M. GREEN, S. M. MASTERTON, R. GUIRAUD, "The role that plate tectonics, inferred stress changes and stratigraphic unconformities have on the evolution of the West and Central African Rift System and the Atlantic continental margins". *Tectonophysics*, Vol. 594, (2013) 118 - 127
- [12] - LUNKUN WAN, JIGUO LIU, FENGJUN MAO, MINGSHENGLV, BANG LIU, "The petroleum geochemistry of the Termit Basin, Eastern Niger". *Marine and Petroleum Geology.*, Vol., (2014) 167 - 183
- [13] - MOHAMED M. EL NADY, FATMA S. RAMADAN, MAHMOUD M. HAMMAD, NIRA M. LOTFY, "Evaluation of organic matters, hydrocarbon potential and thermal maturity of source rocks based on geochemical and statistical methods: Case study of source rocks in Ras Ghariboil field, central Gulf of Suez, Egypt". *Egyptien Journal of Petroleum.*, Vol., (2014) 203 - 211
- [14] - F. MAO, R. LIU, B. LIU, H. JIANG, J. LIU, X. WANG, W. TANG, F. ZHENG, Z. LI, "Palaeogeographic evolution of the Upper Cretaceous in Termit Basin and its adjacent areas, Niger". *Earth Sci. Front.*, Vol. 23, (2016) 186 - 197
- [15] - ZHOU LIHONG1, SU JUNQING, DONG XIAOWEI, SHI BUQING, SUN ZHIHUA, QIAN MAOLU, LOU D, LIU AIPING, "Controlling factors of hydrocarbon accumulation in Termit rift superimposed basin, Niger ". *Petroleum exploration and development*, Vol. (44), (2017) 358 - 367
- [16] - MOUSSA KONATE, YACOUBA AHMED, MOUSSA HAROUNA, "Structural evolution of the Tefidet trough (East Air, Niger) in relation with the West African Cretaceous and Paleogene rifting and compression episodes". *Comptes Rendus Geoscience*, Vol., (351) (2018) 355 - 365
- [17] - HONGFEI LAI, MEIJUN LI, JIGUO LIU, FENGJUN MA, HONG XIAO, WENXIANG HE, LU YANG, "Organic geochemical characteristics and depositional models of Upper Cretaceous marine source rocks in the Termit Basin, Niger". *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Vol., (2018) 17 p.
- [18] - BOKANDA EKOKO ERIC, FRALICK PHILIP, EKOMANE EMILE, NJILAH ISAAC KONFOR BISSE SALOMON BETRANT, AKONO DANIEL FLORENT, EKOABESSA ARMELZACHARIE" Geochemical characteristics of shales in the Mamfe Basin, South West Cameroon : Implication for depositional environments and oxidation conditions". *Journal of African Earth Sciences*, Vol. (149), (2019) 131 - 142